ENERGIA SOLAR NA MATRIZ ENERGÉTICA – IMPACTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Matheus M F Gemignani – matheus@pea.usp.br
Nelson Kagan – nelsonk@pea.usp.br
Universidade de São Paulo, Escola Politécnica, Departamento de Energia e Automação
Gabriel Malta Castro – gabrielcastro@ppe.ufrj.br
Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético

Resumo. *Este artigo apresenta uma análise da inserção da fonte solar na matriz energética brasileira, independentemente da tecnologia de conversão utilizada e de sua concentração, com foco na produção de energia elétrica e seus impactos no sistema. Para isso, foram simulados diferentes cenários de expansão da geração no médio prazo, considerando variações no volume da energia solar ofertada e em sua localização. Em seguida foram analisados os principais resultados quantitativos da simulação hidrotérmica, como o risco de déficit e os custos de operação - marginal, médio e total. Verificou-se que os maiores benefícios são alcançados ao se distribuir a geração solar entre os subsistemas Sudeste/Centro-oeste e Nordeste. Por fim, foi estimado o valor equivalente da energia incremental gerada que, de certa forma, permite precificar o benefício indireto proporcionado pela inserção da fonte solar no sistema energético nacional.*

Palavras-chave: *Energia Solar, Simulação Hidrotérmica, Risco de Déficit, Custo de Operação, Planejamento Energético*

1. INTRODUÇÃO

A matriz energética brasileira, especialmente no setor elétrico, é reconhecidamente uma das mais limpas do mundo, apresentando uma grande capacidade instalada de usinas hidrelétricas e significativo crescimento do aproveitamento eólico, além de utilização de usinas termelétricas a biomassa. Porém, o potencial de geração de energia elétrica a partir do sol, apesar de enorme, continua praticamente inexplorado.

A fonte solar ainda não teve o crescimento que merece no Brasil, dentre outras razões por não se apresentar economicamente competitiva e não dispor de subsídios expressivos. Contudo, a seguir são expostas algumas de suas características não precificadas tradicionalmente e que podem trazer benefícios ao sistema, independentemente da viabilidade financeira do empreendimento.

2. OBJETIVO

O objetivo deste artigo é apresentar uma análise da inserção da fonte solar na matriz energética brasileira, com foco na produção de energia elétrica e seus impactos no sistema. Para isso, foram simulados diferentes cenários de expansão da geração no médio prazo, considerando variações no volume da energia ofertada e sua localização.

3. DESCRIÇÃO DO ESTUDO

3.1. Geração de energia solar

Tecnologicamente, a radiação solar pode ser aproveitada para gerar energia elétrica através de processos fotoelétricos ou térmicos. No primeiro caso, temos o uso de módulos fotovoltaicos e, no segundo caso, as usinas heliotérmicas, ou solar concentradas (CSP - Concentrating Solar Power). As usinas CSP podem ter armazenamento térmico, tornando possível o controle do despacho e desacoplando temporalmente, no curto prazo, a radiação solar da geração de energia elétrica. Porém, se a usina CSP não tiver armazenamento térmico, sua geração ocorrerá nos horário em que há incidência de sol, como no caso das usinas fotovoltaicas. No presente trabalho, foram feitas simulações energéticas em base mensal, em três patamares de carga. A geração solar foi modelada como um valor médio mensal (determinístico) a cada mês da simulação, no patamar de carga média. Desta forma, em termos energéticos, apesar de existir grande diferença entre as tecnologias, as simulações não diferenciam o sistema de geração. Ou seja, as usinas simuladas neste estudo podem ser tanto fotovoltaicas como CSP sem armazenamento. O porte da usina também não tem impacto nos resultados, podendo ser consideradas tanto grandes centrais como geração distribuída.

3.2. Oferta de energia

A tecnologia solar ainda é economicamente imatura e possui curvas de experiência com ganhos significativos (curvas de experiência, também conhecidas por curvas de aprendizado, mensuram os ganhos com a eficiência do processo tecnológico via redução de custos à medida que avança a produção acumulada de determinado produto). Estudos da Agencia Internacional de Energia indicam que os custos dos módulos fotovoltaicos caíram entre 15 e 22 % a cada vez que a produção foi duplicada e a expectativa é que esses custos continuem caindo à taxa de aprendizado de 18 %. Além disso, não se pode descartar a possibilidade de saltos tecnológicos, que podem deslocar a curva de aprendizado ainda mais para baixo.

No contexto brasileiro atual, com altos custos para os equipamentos, inexistência de incentivos significativos e leilões de energia sem sinal locacional e diferenciação por fonte, grandes usinas solares ainda não são viáveis e precisam do avanço tecnológico para se tornar competitivas. Em contrapartida, a geração distribuída já tem espaço em algumas regiões do país e deve ser a responsável pelo crescimento inicial da geração solar brasileira.

Além da redução de preço supracitada, fontes tradicionais devem perder competitividade, pois os melhores aproveitamentos já foram utilizados e há cada vez mais restrições ao uso de combustíveis fósseis, além da tendência de aumento de seus custos.

Partindo dessas considerações, os cenários analisados adotaram expansão da oferta gradual e constante, com manutenção das taxas de crescimento anual por um período de 10 anos, coincidente com o utilizado no Plano Decenal de Expansão 2021 da Empresa de Pesquisa Energética (2012). O primeiro caso, mais conservador, considera que o mercado de energia de 2021 será atendido com 1 % de energia solar. O segundo cenário, de crescimento mais intenso, alcança 3 % do mercado. A Fig. 1 apresenta as curvas de inserção das duas opções de crescimento da oferta.

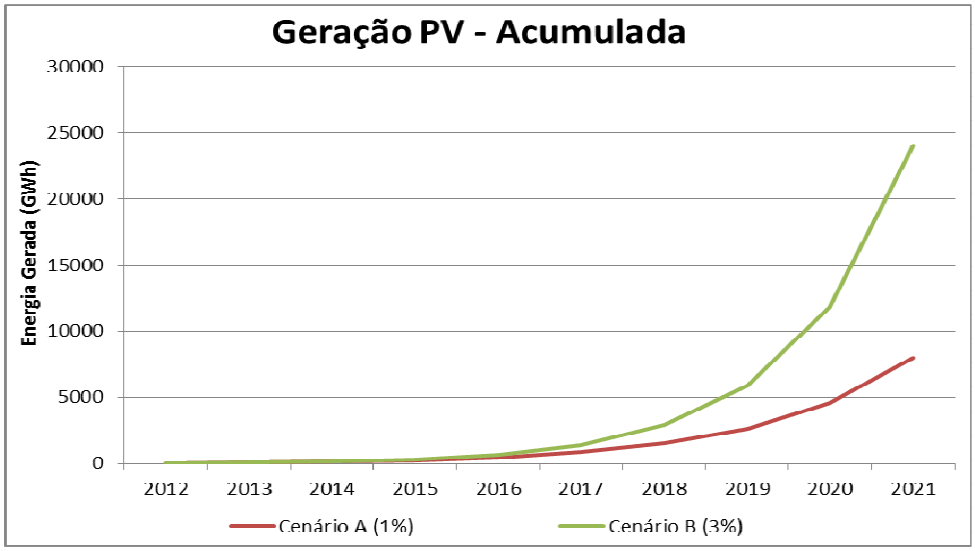

Figura 1 - Cenários de oferta de energia solar

Independentemente do cenário adotado, toda a energia solar ofertada é gerada no horário diurno, condizente à sua característica de geração. Este período, no setor elétrico, corresponde nominalmente ao período de carga média. A Fig. 2 ilustra curvas de carga do subsistema SE/CO para janeiro de 2012. A Tab. 1 mostra qual é o período de carga média considerado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS, 2010). É possível observar que o patamar de carga média não é totalmente coincidente com o horário diurno, porém, para a simulação desejada, é bastante representativo, com mais de 75 % de seu período ocorrendo durante o dia.

Tabela 1 - Definição dos patamares de carga

Patamar	Sem horário de verão		Com horário de verão	
	2ª a sábado	Domingos e feriados	2ª a sábado	Domingos e feriados
Pesada	18h a 21h	-----	19h a 22h	-----
Média	7h a 18h 21h a 24h	17h a 22h	7h a 19h 22h a 24h	18h a 23h
Leve	0h que 7h	0h a 17h 22h a 24h	0h a 7h	0h a 18h 23h a 24h

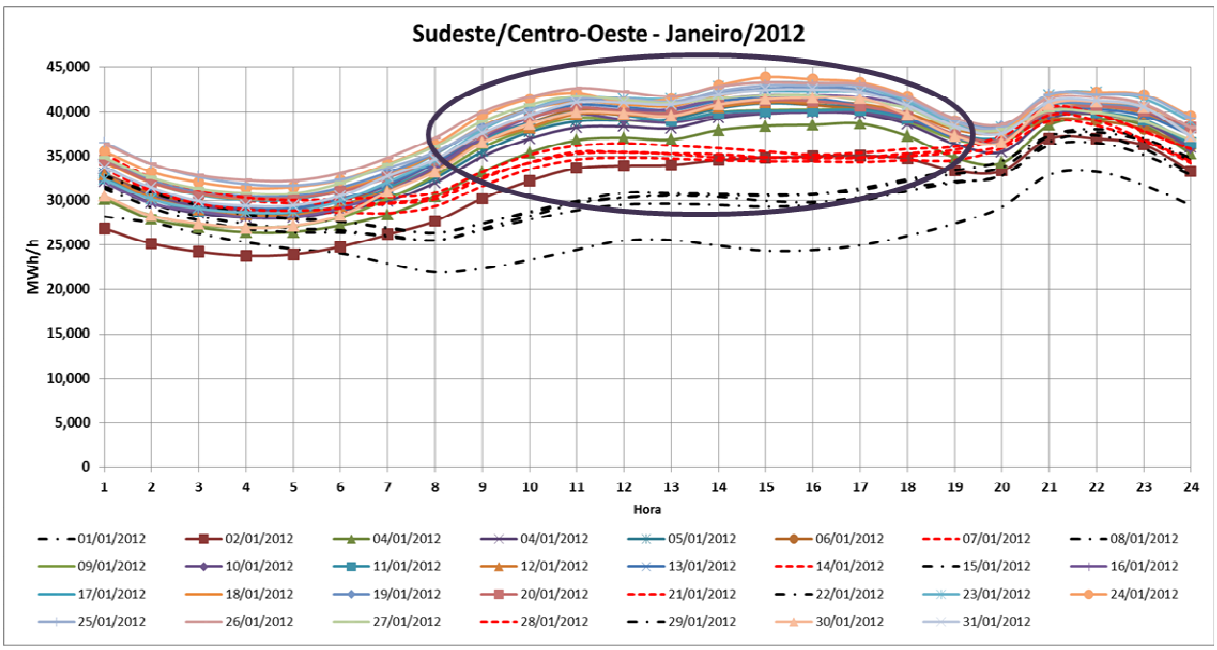

Figura 2 - Curvas de carga do subsistema SE-CO (Jan/2012)

3.3. Simulação

As simulações apresentadas utilizam sempre os mesmos critérios e premissas, permitindo a melhor modelagem possível da fonte solar e resultados que possam ser analisados de forma comparativa.

O cenário de referência adotado, como já mencionado, é o caso base do Plano Decenal de Expansão 2021 [EPE, 2012], para o período 2012 a 2021. Todos os cenários são gerados a partir do caso base, através da inserção de oferta de geração incremental, sem substituição ou alteração de fontes existentes e previstas. Dessa forma, a instalação de novas unidades geradoras, como hidrelétricas e eólicas planejadas, é mantida, podendo deixar de gerar energia em outras fontes ou, na pior das hipóteses, criar uma situação de excesso de energia. A Fig. 3 apresenta a potência instalada prevista para o caso base e o mercado de referência (consumo) utilizado. O mercado, de aproximadamente 90.000 MWmed no final do horizonte, foi retirado do caso base e não sofreu alterações em nenhum dos cenários.

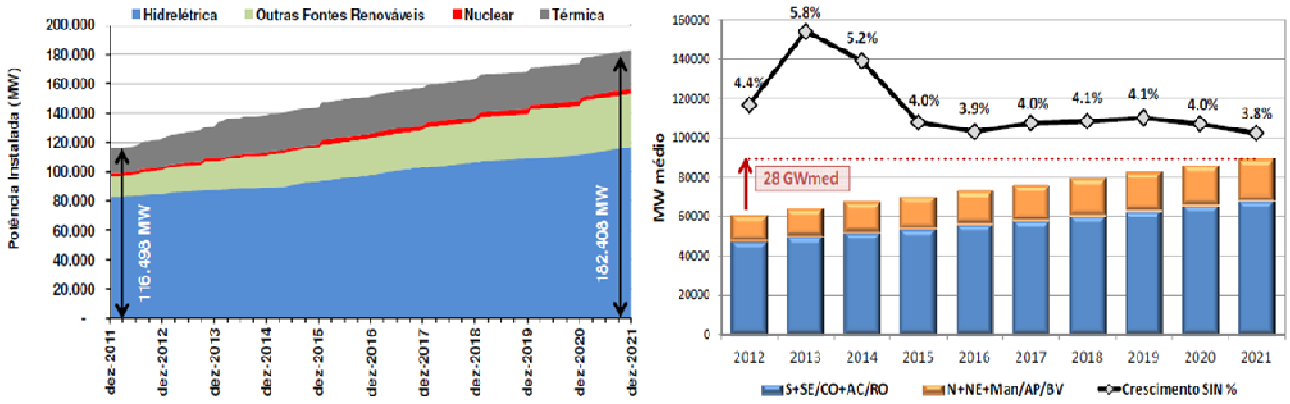

Figura 3 - Oferta de geração (esquerda) e demanda energética estimada (direita). Fonte: [EPE, 2012]

As simulações para este estudo foram realizadas através do Newave (versão 16.8). Trata-se do mesmo *software* usado para a elaboração do PDE 2021. O Newave (Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes) é um software de simulação da operação hidrotérmica utilizado atualmente para a operação do sistema e a formação de preços. Ele é baseado na metodologia PDDE (programação dinâmica dual estocástica), que tenta resolver o dilema de usar ou não a água dos reservatórios das hidrelétricas em função da incerteza das afluências futuras. Nesse modelo, a demanda de energia futura e os preços dos combustíveis são considerados determinísticos, enquanto as afluências incidentes às hidrelétricas são variáveis estocásticas. Ao final do processo de otimização, em que é definida a "política de operação", são geradas séries sintéticas de afluência e simulada a operação do sistema considerando a "política" calculada.

No PDE, e também nas simulações elaboradas neste trabalho, foram usados 2000 cenários hidrológicos e 10 subsistemas energéticos, mostrados na Fig. 4. A versão do Newave usada foi a mesma que a usada para a realização do

PDE 2021. Portanto, não leva em consideração as novas implementações de aversão a risco do setor elétrico (CvaR). Para mais informações sobre a PDDE, ver [Pereira, 1999].

Figura 4 – Subsistemas [EPE, 2012]

3.4. Sensibilidades

A inserção da energia solar no sistema interligado tem impactos que diferem conforme o volume de energia incremental ofertada e a alocação geográfica. Essas consequências podem ser analisadas separadamente, através de duas sensibilidades, e comparadas entre si e com o caso base citado anteriormente.

A primeira sensibilidade (Fig. 5) tem por objetivo analisar o impacto do volume de oferta incremental de energia solar. Assim, os cenários criados não têm alterações geográficas, sendo instalados sempre no mesmo subsistema (SE/CO), e diferem apenas no valor da potência instalada, conforme já apresentado na Fig. 1.

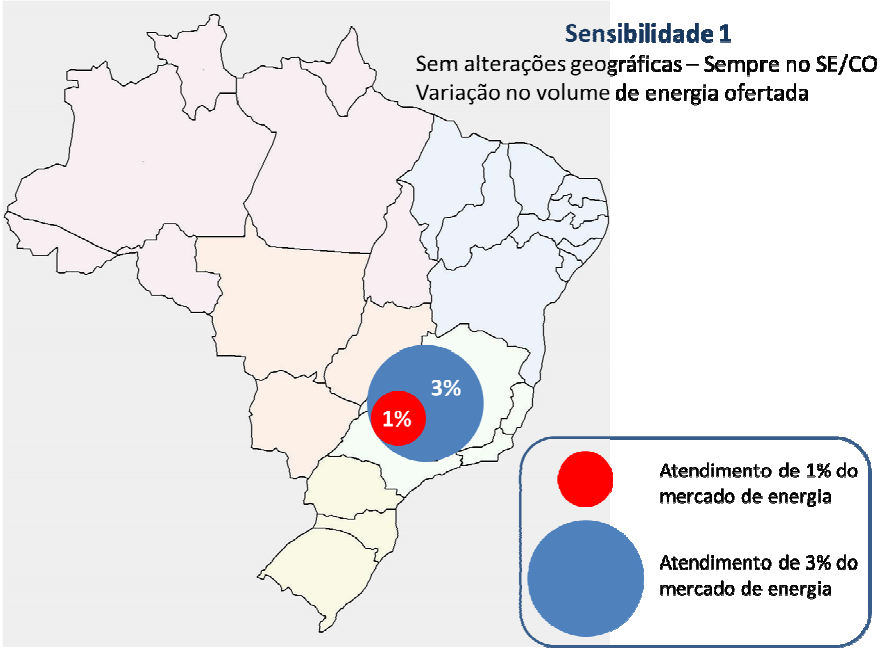

Figura 5 - Sensibilidade 1 - variação da oferta

Por outro lado, a segunda sensibilidade mantém a oferta da geração em todos os cenários, equivalente a 1 % do mercado de energia em 2021 (nas condições da Fig. 1 – Cenário de oferta A), e cria três novos cenários que diferem apenas quanto à localização: Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a combinação Sudeste/Centro-Oeste com Nordeste. A Fig. 6 ilustra esta sensibilidade.

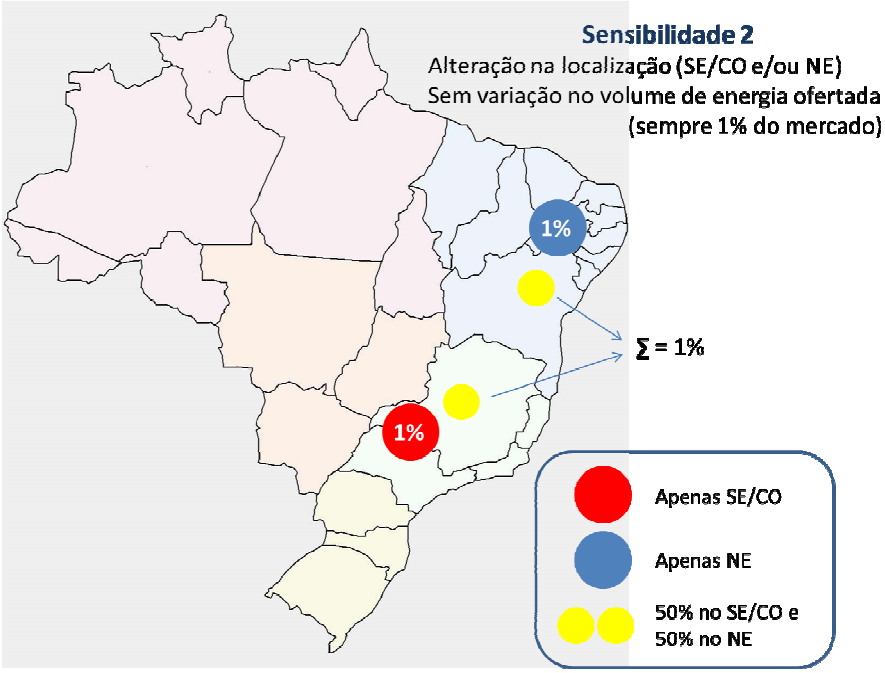

Figura 6 - Sensibilidade 2 - variação da localização

4. RESULTADOS

Os cenários apresentados podem ser estudados através de cinco simulações:

- Caso **Base** – Utilizado para comparação dos cenários elaborados (arquivos do PDE 2021 (EPE, 2012));
- Caso **SE 1%** – Toda a geração no SE/CO, com oferta correspondente a 1 % do mercado de energia. Este cenário é comum às duas sensibilidades;
- Caso **SE 3%** – Toda a geração no SE/CO, com oferta mais intensa;
- Caso **NE 1%** – Toda a geração no NE, com oferta igual à do caso SE 1 %;
- Caso **SE/NE 1%** – Geração repartida igualmente entre o SE/CO e o NE, totalizando a mesma oferta do caso SE 1 %.

A simulação dos cenários gera grande quantidade de resultados, desde detalhes sobre a otimização da operação do sistema até a quantificação das principais consequências, como a possibilidade de ocorrer déficit de energia e os custos envolvidos. Assim, uma vez realizadas as simulações, os principais resultados podem ser analisados e comparados com o caso base e entre as alternativas de cada cenário. A seguir são apresentadas essas comparações, exibindo os impactos no suprimento energético (risco de não atendimento de parte da carga), o custo marginal de operação (CMO), os custos médios e totais da operação e, por fim, o cálculo do valor equivalente da energia gerada pelas usinas solares.

4.1. Risco de déficit

A Fig. 7 ilustra o comportamento do risco de déficit anual no subsistema SE/CO, para cada cenário. Como se pode perceber, a variação do risco não é significativa e permanece sempre abaixo do limite máximo permitido de 5% (segundo o critério de convergência definido pela Resolução nº 1 do Conselho Nacional de Política Energética [CNPE, 2004]).

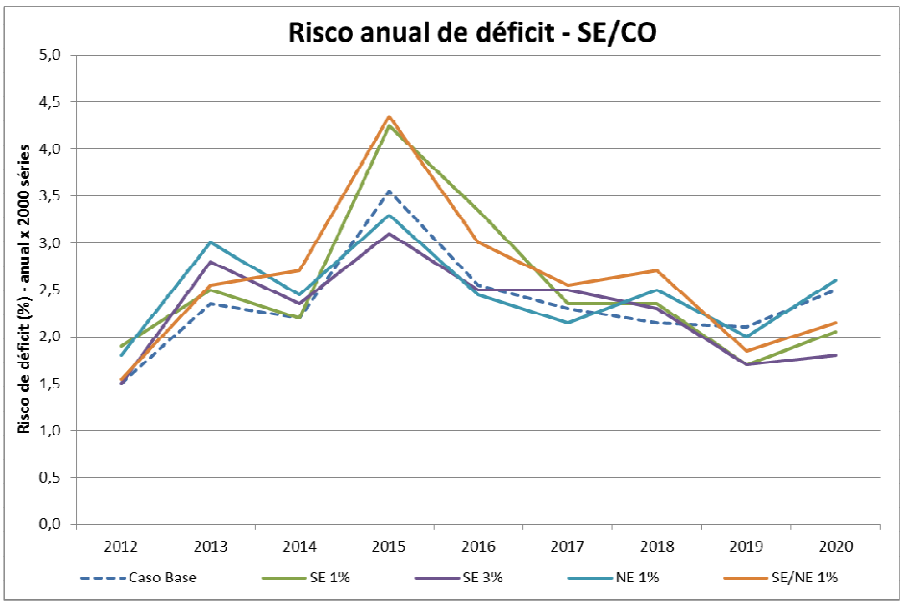

Figura 7 - Risco anual de déficit - SE/CO

Os valores utilizados no gráfico anterior podem ser agregados, se apresentando o risco médio de todo o período de estudo, para cada cenário, e apresentados em conjunto aos outros subsistemas. Os resultados podem ser visualizados na Fig. 8, que ilustra a diferenciação apenas do volume de energia ofertado e apenas na localização das usinas.

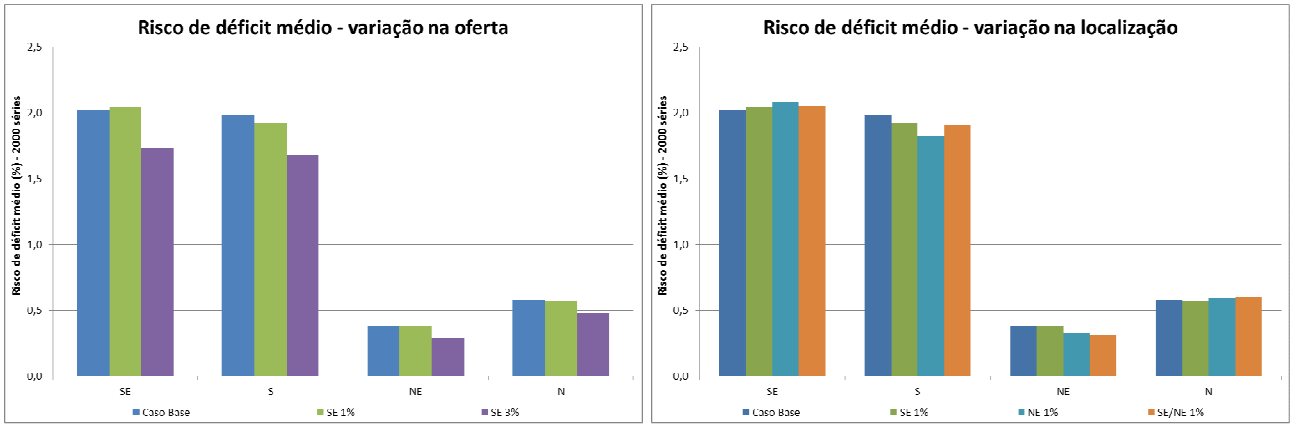

Figura 8 - Risco de déficit médio - comparação no volume (Sensibilidade 1) e na localização (Sensibilidade 2) da energia ofertada

4.2. Custo Marginal de Operação

A Fig. 9 apresenta a expectativa do CMO - Custo Marginal de Operação para os cenários propostos e para o cenário de referência (Caso Base), para os subsistemas SE/CO e NE.

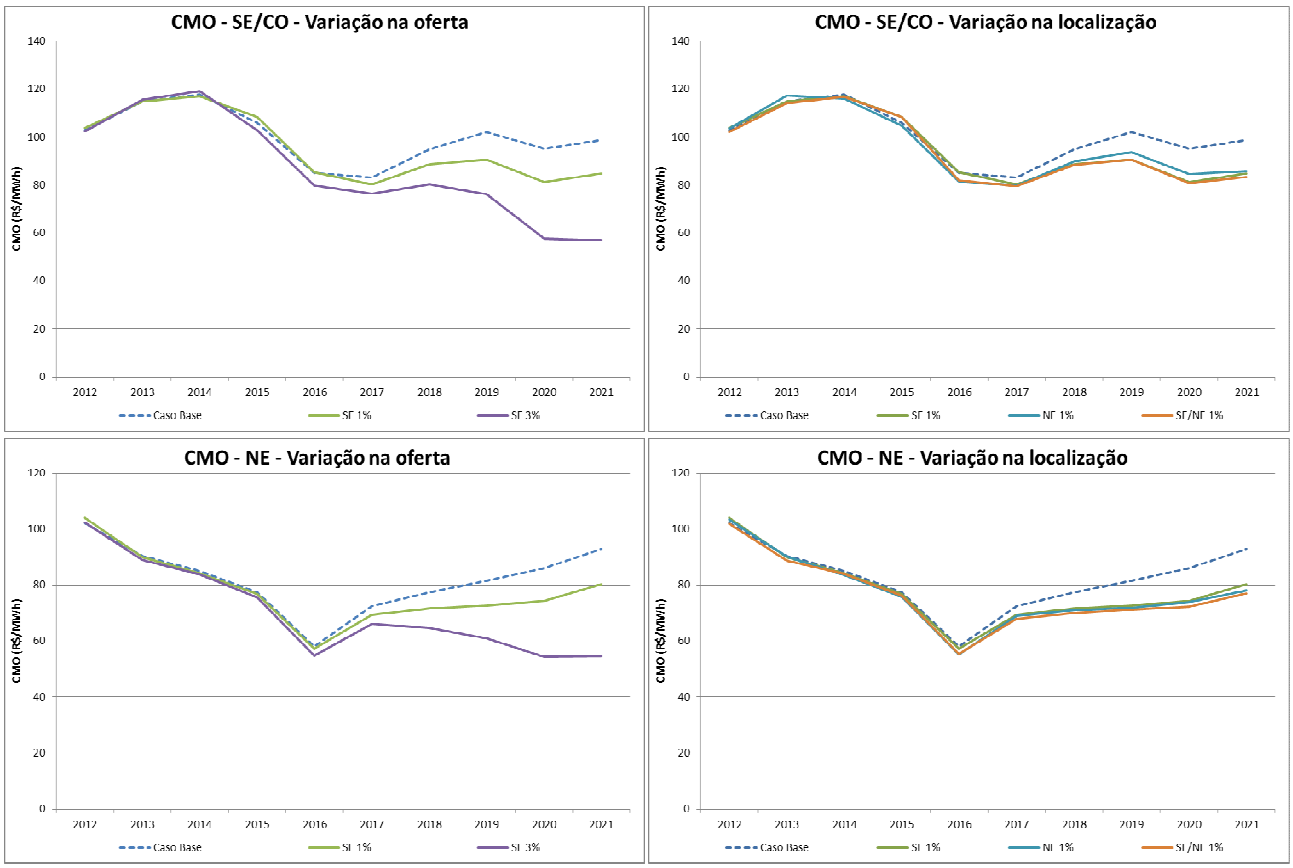

Figura 9 - Custo Marginal de Operação – Subsistemas SE/CO e NE, alterando volume e localização da oferta

Assim como no item anterior, os resultados apresentados podem ser resumidos em termos médios e acrescidos dos subsistemas Sul e Norte. A Fig. 10 ilustra as comparações das Sensibilidades 1 e 2.

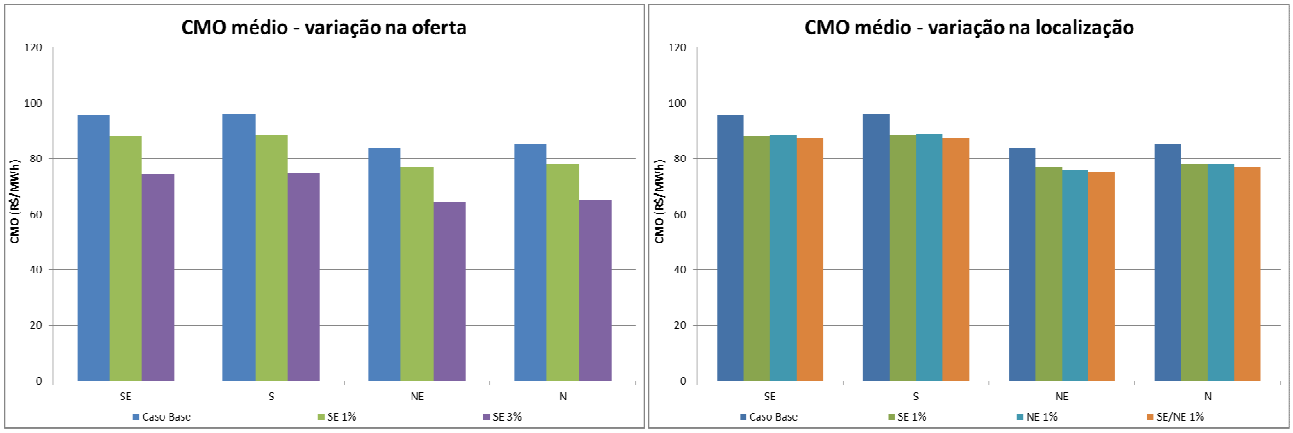

Figura 10 - CMO médio – Comparação do volume e na localização da oferta de energia

4.3. Custo de operação do sistema

A simulação da operação do sistema também tem como resultado o custo total de operação, que apesar de não ser uma representação fidedigna da realidade como valor absoluto, é adequado para comparações entre diferentes configurações do parque gerador. A composição desse custo possui diversos itens, apresentados nos gráficos seguintes em três agrupamentos: custos de geração térmica, de déficit e outros (violações a restrições operativas, como desvio de água). Adicionalmente, os gráficos também apresentam o custo médio de operação (no eixo vertical secundário) para todo o período de estudo. Como a principal fonte energética no SIN é a hidroeletricidade, o custo médio de operação assume valores muito baixos, da ordem de 10 R$/MWh. A Fig. 11 ilustra esses resultados para as Sensibilidades 1 e 2.

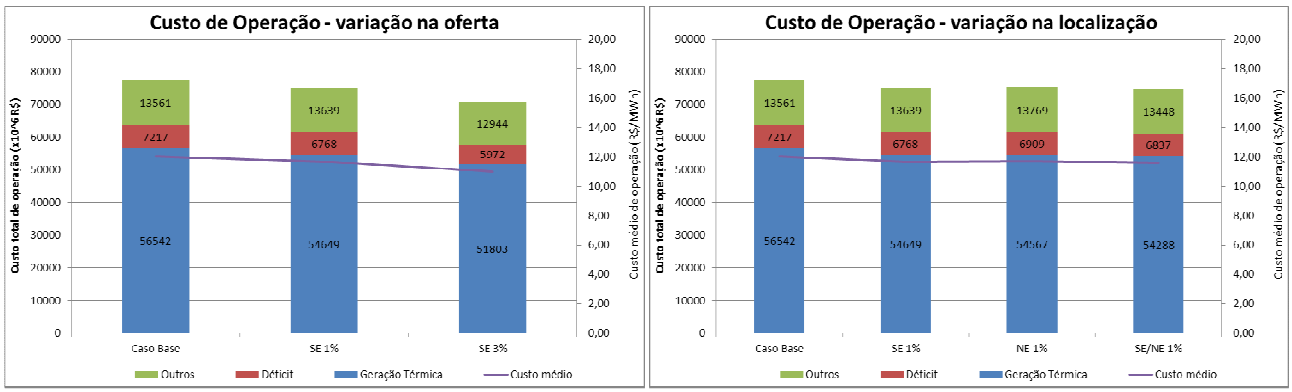

Figura 11 - Custo de Operação – Comparação do volume e na localização da oferta de energia

4.4. Valor equivalente da energia gerada

A redução do custo de operação (diferença do custo total entre o caso base e os cenários) representa uma economia para o sistema, causada pela geração incremental de fonte solar, e permite precificar o custo evitado em cada cenário, indicando qual é o valor equivalente desta geração. A Fig. 12 apresenta o custo evitado total em cada cenário e o valor médio da energia incremental (custo incremental dividido pela energia efetivamente gerada), para cada sensibilidade. Das figuras abaixo, depreende-se que no caso **SE 1%** a economia em custo operativo esperada para o SIN é de pouco mais de 2,2 bilhões de reais, o que equivale a, aproximadamente, 75 R$/MWh. No caso **SE 3%**, a economia é de aproximadamente 6,6 bilhões de reais, equivalente a 77 R$/MWh. Observa-se, portanto, que o benefício da energia solar para o sistema se mantém praticamente constante, independente da penetração da fonte.

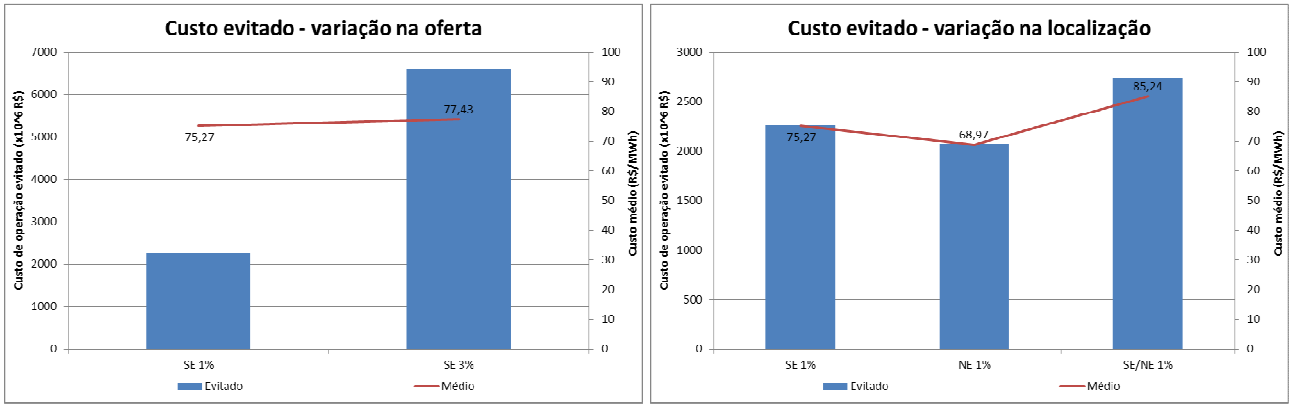

Figura 12 - Custo de operação evitado – Comparação do volume e na localização da oferta de energia

Os valores mostrados na Figura 12 correspondem ao valor esperado das 2000 séries simuladas. Para aprimorar a análise, a Figura 13 mostra a distribuição probabilística do custo evitado, comparados ao valor estimado de implantação da fonte de 200 R$/MWh. Observa-se que nos casos **SE 1%** e **SE/NE 1%** a fonte solar é economicamente vantajosa em 12 % dos cenários. Já no caso de concentrar a geração toda no nordeste (**NE 1%**), o investimento só compensa em 10 % dos cenários.

A partir dos resultados obtidos, verifica-se que nas condições atuais, de um ponto de vista estritamente econômico, o investimento em energia solar tem pouca probabilidade de ter retorno. Porém, deve-se ressaltar que a inclusão de geradores solares foi feita sobre o caso final do PDE 2021, um caso em que o sistema já possui todas as usinas necessárias ao pleno atendimento da carga. Assim, já era de se esperar que os investimentos apenas seriam vantajosos em um percentual baixo de cenários.

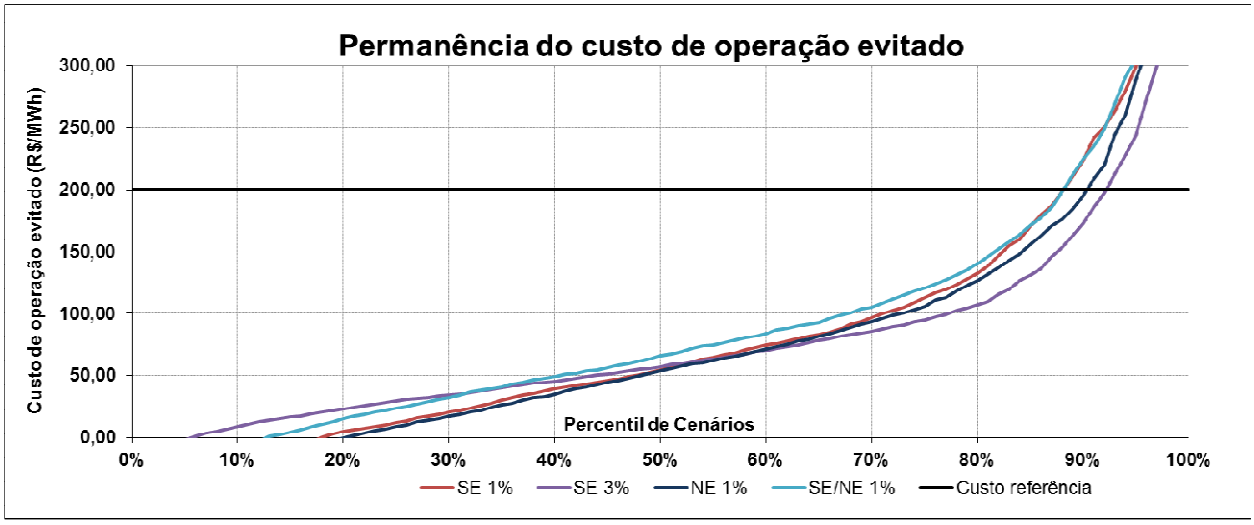

Figura 13 - Permanência de custo de operação evitado em comparação com valor de referência do custo de investimento

5. CONCLUSÕES

Este artigo apresentou quatro cenários de oferta incremental de usinas de geração de energia elétrica por fonte solar. Esses cenários foram organizados em dois estudos de sensibilidade, analisando-se separadamente o impacto da entrada dessa fonte quanto à quantidade de energia ofertada e à localização geográfica das usinas, tendo apresentado como principais conclusões:

- O risco de déficit não tem alterações significativas com a entrada de usinas solares com potência correspondente a 1% do mercado em 2020;
- Ofertas maiores (≈2-3%) podem apresentar redução do risco em até 20 % (2,0 % para 1,6 %);
- O custo marginal de operação (CMO), como esperado, foi reduzido em todas as simulações realizadas, independentemente do subsistema e do volume da oferta;
- A localização das usinas solares não foi, nos testes realizados, determinante nas alterações do CMO. O volume da oferta, entretanto, tem impacto significativo;
- A localização também não interfere no custo médio de operação, mas este é afetado pela oferta incremental em aproximadamente 10% (redução aproximada de 12 para 11 R$/MWh);
- O custo total de operação pode apresentar reduções significativas (reduziu em mais de R$ 6 bi em um dos cenários - 2.700 MWmed em 2020);

O custo de operação evitado mostrou-se proporcional à penetração da energia solar no sistema. Observou-se que, independente do percentual de energia solar no sistema (1 % ou 3 %), o benefício, em R$/MWh, manteve-se praticamente constante. Já no caso da localização das usinas, ela pode trazer maiores impactos ao valor equivalente do seu benefício. Verificou-se que a situação que traz maiores benefícios é a que divide a geração entre os sistemas SE/CO e NE. Portanto, características da distribuição do mercado e da oferta existentes e de restrições de transmissão, entre outras, influenciam claramente no custo de operação e podem ser utilizados como sinalização para a inserção de novas fontes de geração, solares ou não.

De modo geral, verificou-se, através das simulações, que o benefício médio para o sistema de geração de energia solar no horário de carga média é por volta de 80 R$/MWh. Esse valor é inferior ao custo atual dessa fonte, que tem sido avaliado pelo mercado em valores próximos a 200 R$/MWh (há estudos que apresentam valores na faixa 160-180 R$/MWh, porém são referentes à instalação da usina em 5 anos, onde o preço representa uma expectativa de queda de preços). Entretanto, algumas considerações devem ser feitas a respeito desse resultado. Primeiro, as simulações foram feitas um modelo com periodicidade mensal, por patamar. Uma análise mais detalhada pode ser feita com um modelo de operação hora a hora, que considere, entre outras coisas, as restrições horárias, o custo de partida das máquinas e a estocasticidade do recurso solar. Deve-se considerar, também, que a adição da fonte solar foi feita em cima de um parque gerador já bem dimensionado para atender a carga prevista no horizonte. Uma análise posterior pode ser retirar parte da oferta planejada de outras fontes e substituir por solar, verificando o impacto para o sistema nos mesmos parâmetros verificados no presente trabalho.

REFERÊNCIAS

Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Resolução nº 1 de 17 de novembro de 2004.
EPE - Nota Técnica Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira [Relatório], 2012.
EPE - Plano Decenal de Energia 2021, 2012. Disponível em: http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx

Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da ABINEE. Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira. - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica, Junho de 2012. - 27 de 11 de 2012. - http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf

International Energy Agency. IEA Energy Statistics - Eletricity for Brazil, 2009. Disponível em: http://www.iea.org/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=BR

ONS - Procedimentos de rede: Submódulo 5.5 - Consolidação da previsão de carga para o planejamento anual da operação energética. Disponível em: http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_5/Subm%C3%B3dulo%205.5_Rev_1.1.pdf

Pereira, M.; Campodónico, N., Kelman, R. - Application of stochastic dual DP and extensions to hydrothermal scheduling, 1999.

SOLAR POWER IN THE BRAZILIAN ENERGY MATRIX – TECHNICAL AND ECONOMIC IMPACTS ON THE ELECTRICAL SYSTEM

Abstract. *This paper presents an analysis of the integration of solar power in the Brazilian energy matrix, regardless of the conversion technology and its concentration, focused on electric power production and its impacts on the system. For this, different generation expansion scenarios have been simulated in the medium term, considering changes in the volume of solar power offered and its location. Then, the main results of the hydrothermal simulation were analyzed, like the risk of deficit and operating costs. Finally, the equivalent value of the incremental energy generated has been estimated, what allows pricing the indirect benefit provided by the insertion of solar power in the national energy system.*

Key words*: Solar Energy, Hydrothermal Simulation, Deficit Risk, Operating Cost, Energy Planning*